

早期注聚油田射孔组合方式优化研究

王欣然 蔡 晖 李彦来 李展峰 颜冠山 张立波

中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459

摘 要:不同射孔组合方式是指在同一注采单元内的采油井和注水井,射开相同或不同程度的储层有效厚度,从而影响油水运动规律的注采组合方式。为明晰早期注聚油田在不同射孔组合方式下剩余油分布情况及生产特征,使油田实现更长的稳产时间和更高的采收率,以渤海Z油田为研究对象,依据相似原则,参照油藏实际特征参数,开展了不同射孔组合方式下的水驱和聚驱三维物理模拟实验。实验结果表明,相比于同期水驱,不同射孔组合方式实施早期注聚后,采油速度可提高5.3~6.5倍,采收率提高1.3~1.4倍。当注水井上部射开、采油井全部射开时,水驱和聚驱的剩余油分布最少,驱替程度最高,无水采收期最长,相比于其它射孔组合方式,其稳产期平均延长1.2倍,水驱采收率提高3.7%~6.0%,聚驱采收率提高2.5%~4.1%,为推荐射孔组合方式。将研究结果应用到油田实际挖潜调整中,调整井获得了长达2年的稳产期,能够为油田后续滚动扩边提供指导。

关键词:射孔组合方式;早期注聚;室内实验;剩余油分布规律;提高采收率;海上油田

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2019.03.014

Research on Optimization of Perforation Combination Mode in Early Period Polymer Flooding Oilfield

Wang Xinran, Cai Hui, Li Yanlai, Li Zhanfeng, Yan Guanshan, Zhang Libo

Tianjin Branch of CNOOC(China) Limited, Tianjin, 300459, China

Abstract: Different perforation combination means injection well and production well that located in the same injection-production unit, which perforated the same or the different degree, so as to form the injection-production combination mode to affect the oil and water movement law. In order to clarify the remaining oil distribution law and development performance under different perforation combination mode in early period polymer flooding oilfield, so as to realize the longer stable production period and higher oil recovery. Bohai oilfield Z is taken as target oilfield, according to the similarity principle, the actual characteristic parameters of the reservoir are selected as reference and three dimensional physical laboratory experimental study under different perforation combination mode is carried out. The research result shows that, in contrast to the water flooding at the same period, recovery rate could increase by 5.3~6.5 times for different perforation combination mode, and the ultimate oil recovery increases by 1.3~1.4 times. When the upper part of the injection well is perforated and the production well is fully perforated, the

收稿日期:2018-12-01

基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发渤海油田高效开发示范工程”(2016 ZX 05058-001-007)

作者简介:王欣然(1985-),男,黑龙江五常人,工程师,硕士,主要从事油气田开发及提高采收率研究工作。

remaining oil distribution of water flooding and polymer flooding is the least, the displacement degree is the highest, and the anhydrous recovery period is the longest. Compared with other perforation combinations, the stable production period is prolonged by an average of 1.2 times, the water flooding recovery rate is increased by 3.7 % ~ 6.0 %, and the polymer flooding recovery rate is increased by 2.5 % ~ 4.1 %, which is the recommended perforation combination. Applying the research results to the actual adjustment of oil field potential tapping, the adjustment wells have achieved a stable production period of up to 2 years, which can provide guidance for the follow-up expansion and adjustment of oil field.

Keywords: Perforation combination mode; Early polymer flooding; Laboratory experiment; Remaining oil distribution law; Enhance oil recovery; Offshore oilfield

0 前言

油田调整挖潜依赖于对剩余油分布规律的清晰认识,而剩余油分布规律主要受到油藏地质条件和开发方式影响^[1-7]。对于非均质性较弱的注水开发油田,受油水重率差和黏度差异影响,仍存在注入水提前突破,而造成采油井无水采收期短,开发前期递减较大的问题^[8-10]。由于海上油田具有平台寿命短、开发投资高的特点,因此实现开发前期的高产和稳产至关重要^[11],通过实施早期注聚能有效改善油田前期开发效果^[12-14],而合理的射孔方式同样是影响油田开发效果的重要因素之一^[15-16]。那么在早期注聚条件下,研究合理的射孔组合方式,能够发挥二者协同效应,从而使油田开发效果得到进一步提高。前人对射孔参数与产能关系以及射孔方案工艺优化方面研究较多^[17-22],而对注、采井不同射孔方式组合下剩余油分布规律研究较少,且现有射孔方式优化研究主要针对天然能量或水驱开发油田,研究手段多以数值模拟为主^[23-27],对室内物理模拟条件下,射孔组合方式对聚驱剩余油分布影响方面研究较少。渤海 Z 油田主力含油层系非均质性较弱,为保证油田具有较好的开发效果,本文参照实际储层、流体等特征参数,依据相似原理开展室内驱油实验,对比不同射孔组合方式下水驱和聚驱的剩余油分布情况,从而为渤海 Z 油田射孔组合方式优化以及滚动扩边、挖潜调整提供有力依据。

1 实验模型的建立

1.1 平板模型制作

平板模型由有机玻璃板、石英砂、塑料管线和胶结剂制作而成,其制作步骤为:1)将有机玻璃板用改性丙烯酸酯胶粘剂粘合;2)根据所需的渗透率要求,将环氧树脂和固化剂按 1 : 1 的量混合,并按一定的质量分数与石英砂混合搅拌均匀,然后倒入模型中压实,将表面处理均匀,50 ℃下放置 4 h 固化;3)倒入填砂口将模型封口,再将模型四周密封;4)在注采井位置用电钻钻取井位,连接管线,并将模型完全密封。

1.2 模型参数设置

渤海 Z 油田实际井网的注采井距为 350 m,选取长度比例 1 : 1 000,因此实验模型长度 35 cm 左右;实际油层厚度为 20 m 左右,按照长度比例转化为物理模型厚度为 2 cm,无法充分研究驱替过程中的重力作用,为了使驱替过程中重力作用更为直观,厚度比例调整为 1 : 400,因此人造平板模型规格为 35.0 cm × 5.0 cm × 0.5 cm,依据渤海 Z 油田储层物性特征参数,平均孔隙度为 35.1 % ~ 37.5 %,平均渗透率为 $1\,800 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,模型基础参数见表 1。

表 1 驱替模型基础参数

模型编号	干重 /g	湿重 /g	孔隙度 /(%)	饱和油体积 /mL
1	478.16	509.43	35.1	31.4
2	485.80	518.42	37.3	33.1
3	481.60	513.65	36.2	32.4
4	483.07	514.65	35.5	31.8
5	481.22	513.32	36.7	32.4
6	483.71	516.56	37.5	33.4
7	482.48	514.00	35.6	31.7
8	483.01	514.35	35.4	31.5

实验用水是依据渤海 Z 油田实际生产中注入水离子组成复配而成,总矿化度为 3 680 mg /L;实验用油为真空泵油与煤油按体积比 2 : 1 配制,其黏度模拟渤海 Z 油田储层原油黏度,61 ℃下模拟油黏度为 16.9 mPa · s;实验用聚合物为渤海 Z 油田实际注入聚合物,聚合物溶液浓度为 1 200 mg /L,有效黏度为 7.6 mPa · s;实验温度模拟渤海 Z 油田储层中深温度 61 ℃。为使实验效果更加明显,在模拟注入水中加入甲基蓝染成蓝色,在模拟油中加入苏丹红染成红色。

2 实验方案及步骤

为了研究不同射孔组合方式下的水驱和聚驱剩余油分布情况,针对注水井和采油井实施不同的射孔策略,共设计 8 组驱替实验方案,具体实验方案见表 2。实验步骤主要包括:1)使用有机玻璃板、石英砂、胶结剂等制作平板驱替模型;2)对模型称干重,抽真空后饱和油,再次称重测定孔隙度;3)模拟水驱以及聚驱过程,以注

入介质注入驱替模型注入端记为时间零点。记录驱替过程中注入压力、累计产出油、累计产出水、累计注入量和见水时间,至含水率为98%时结束驱替实验,在实验过程中持续采集图像;4)更换模型,重复1)、2)、3)步骤至8组驱替实验完成。

表2 实验方案设计

方案	射孔组合方式		水驱	聚驱
	注水井	采油井		
1	全部射开	全部射开	至含水率为98%	-
2	上部射开	全部射开		
3	上部射开	上部射开		
4	全部射开	上部射开		
5	全部射开	全部射开	至模型见水(含水率大于30%)	至含水率为98%
6	上部射开	全部射开		
7	上部射开	上部射开		
8	全部射开	上部射开		

3 实验结果与分析

3.1 射孔方式对水驱剩余油影响

3.1.1 见水时刻剩余油分布情况

水驱条件下,不同射孔组合方式模型见水时刻剩余油分布情况见图1。

方案1见水时刻剩余油分布见图1-a)。当采用方案1时,驱替过程中指进现象最为明显,这是由于采油井投产后,首先在井底形成压力降落^[28],从而导致投产初期模型底部的生产压差最大,由于注入水的黏度远小于原油黏度,因此注入水首先沿模型底部窜进。注采压差

自下而上逐渐变小,同时由于存在油水重力分异作用,导致模型上部剩余油大量富集,纯水区前缘上窄下宽,弧度较大,形状接近正立的三角形。

方案2见水时刻剩余油分布见图1-b)。采用方案2时,相比于方案1,注水井端附近区域纵向波及程度得到明显改善,因为注水井上部射开,模型注水井端仅上部为供给边界,而采油端井底部压力下降最快,所以注采压差主要集中在靠近注水井的斜上方区域,因此模型上部注水井端附近区域驱替程度较高。同时在油水重率差的作用下,模型下部注水井端附近区域驱替程度也较高,纯水区前缘上宽下窄,弧度较小,形状接近活塞式驱替。

方案3见水时刻剩余油分布见图1-c)。采用方案3时,模型中注水井附近的纵向波及程度较高,但采油井附近的注水波及程度较低,这是因为采油井只有上部射开时,其生产能力低于完全射开时的生产能力,注采压差也随之减小,驱替速度减缓。对于采油井端,井底处即模型中部的初期生产压差最大,因此形成窜流通道,使采油井端整体驱替较弱,纯水驱前缘上宽下窄,弧度较大,形状近似倒立的三角形。

方案4见水时刻剩余油分布见图1-d)。采用方案4时,剩余油分布情况与方案1类似,但注水井端纵向上注入水波及范围大于方案1的波及范围,这是由于采油井端仅上部有压力下降,从而一定程度上抑制了模型上部注入水的重力分异作用。但相比于方案3,由于注水井全部射开,导致注入水更易沿模型底部窜进,见水时刻纯水区的推进距离较近,其前缘上窄下宽,且弧度较小。

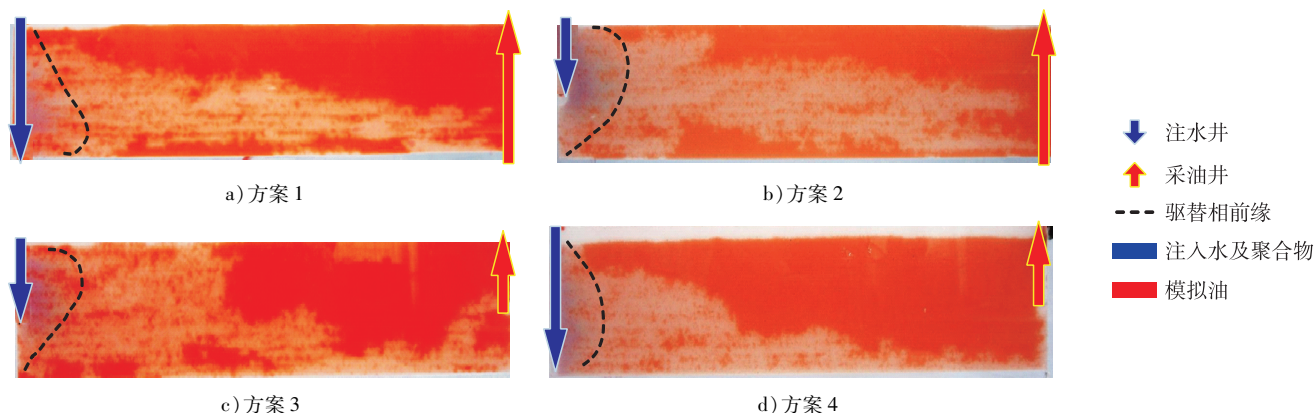


图1 不同射孔方式模型见水时刻剩余油分布图

3.1.2 水驱结束后剩余油分布情况

水驱结束后不同射孔组合方式下水分布见图2。

方案1水驱结束后剩余油分布见图2-a)。采用方案1时,模型纵向上驱替不均的情况较为明显,注入井端注入水主要沿模型底部突进,采油井端井底部分水洗程度较高,模型顶部仍有大量剩余油富集,整体驱替效果较差。

方案2水驱结束后剩余油分布见图2-b)。采用方

案2时,模型纵向驱替程度较为均匀,这是由于注入水在注采压力分布范围和油水重率差的双重作用下,能够使模型纵向上整体波及程度扩大,使整个驱替过程更接近于活塞式驱替,故水驱后模型水洗程度较高,剩余油在采油井端少量分布,仅顶部剩余油相对富集,整体驱替效果较好。

方案3水驱结束后剩余油分布见图2-c)。采用方

案 3 时,模型纵向驱替程度相对均匀,由于注采压差主要作用在模型上部区域、注采压差较小,同时受到油水重力分异作用,使驱替过程中注入水横向渗流的连续性变差,水驱后模型水洗程度较低,在靠近采油井端,剩余油呈零星分布状态,采油井端顶部局部剩余油相对富集。

方案 4 水驱结束后剩余油分布见图 2-d)。采用方案 4 时,模型纵向上驱替均匀程度变差,由于注采压差仍主要分布在模型的中上部区域,注水井端的纵向驱替程度较高,但因注水井端全部射开,使注入水易沿模型底

部窜进,导致模型采油井端上部动用情况变差,相比于方案 2 和方案 3,模型顶部剩余油更为富集。

通过水驱油实验结果得出,不同射孔方案下油水分布差异较大,注水井和采油井采取上部射孔的方式,均能一定程度上抑制驱替过程中注入水突进现象,加强纵向上的波及程度。注水井上部射开对模型整体的剩余油分布情况有显著影响,模型纵向驱替均匀程度得到改善;而采油井上部射开仅对采油井附近区域的剩余油分布情况有影响。

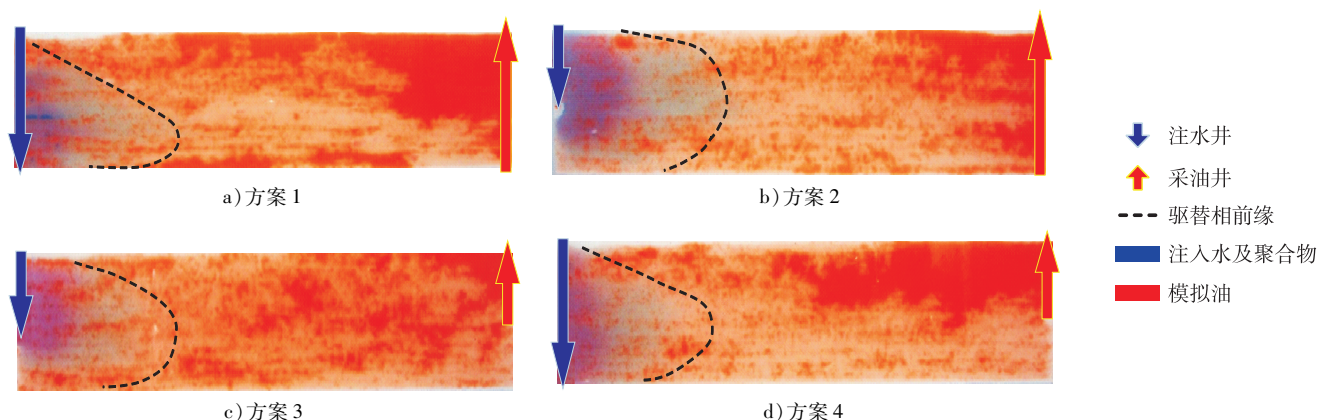
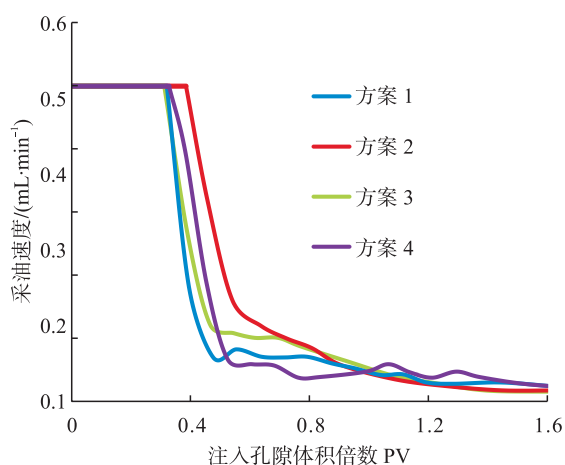


图 2 不同射孔方式模型驱替结束剩余油分布图

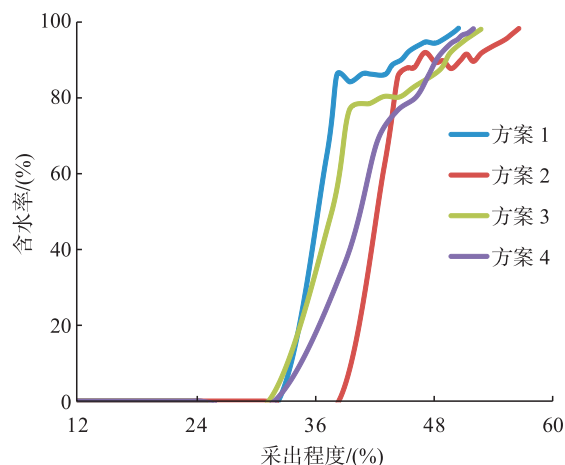
3.1.3 水驱动态特征

水驱时采油速度和注入孔隙体积倍数关系见图 3-a),以注入孔隙体积倍数为参考,方案 2 稳产期结束时对应的注入 PV 数为 0.38,而其他方案稳产期结束时对应的 PV 数均介于 0.31~0.33 之间,即方案 2 的稳产期最长,且当注入 PV 数小于 0.80 时,其采油速度持续高于其它射孔组合方式的采油速度。对于水驱开发方式,不同方案一旦产油量出现递减,采油速度均呈现大幅下降,当注入 PV 数大于 0.72 之后,采油速度均下降至初期采油速度的 20% 以下。

水驱时采出程度与含水率关系见图 3-b),采用方案 1 时,无水采收期对应采出程度为 32.1%,水驱采收率为 50.1%;采用方案 2 时,无水采收期对应采出程度为 38.2%,水驱采收率为 56.1%;采用方案 3 时,无水采收期对应采出程度为 31.2%,水驱采收率为 52.4%;采用方案 4 时,无水采收期对应采出程度为 31.7%,水驱采收率为 51.6%。可见方案 2 中无水采收期对应采出程度和最终采收率均为最高。相比于其它水驱方案,其稳产期平均延长 1.2 倍,水驱采收率提高 3.7%~6.0%,说明该方案中的射孔组合方式能够有效抑制注入水过早



a) 采油速度与注入孔隙体积倍数关系曲线



b) 含水率与采出程度关系曲线

图 3 不同射孔组合方式水驱开发动态对比

突破,并显著扩大注入水的波及体积。

3.2 射孔方式对聚驱剩余油影响

3.2.1 聚驱结束后剩余油分布情况

由于方案5~8设计模型见水后实施聚驱,因此见水时刻剩余油分布特征与方案1~4水驱剩余油分布特征基本相同,故重点分析聚驱结束后剩余油分布情况,如图4所示。方案5剩余油分布见图4-a)。采用方案5时,纯聚合物区前缘为上窄下宽的弧形,相比于水驱,纵向上整体驱替程度得到明显提高,说明聚合物能够改善模型中的水油流度比,从而有削弱指进现象,但在该射孔方式组合下聚驱对降低重力分异作用效果有限,因此靠近采油井端上部仍有一定程度剩余油富集。

方案6剩余油分布见图4-b)。采用方案6时,纯聚合物区前缘为上宽下窄的弧形,相比于水驱,其纵向上驱替程度更为彻底,由于注水井、采油井纵向上射开程度存在差异,注采压力场能够与聚合物溶液改善流度比性能形成协同作用,从而有效抑制重力分异现象,使模型上部剩余油驱替程度提高,进而使纵向上整体原油得到有效驱替,驱替结束后,采油井端附近剩余油分布较少,聚驱扩大波及效果明显。

方案7剩余油分布见图4-c)。采用方案7时,与水驱相比,模型底部窜进的现象得到了有效抑制,纯聚合物区前缘为上宽下窄的弧形,但其前缘弧度明显大于方案6前缘弧度,这是因为注采压差主要分布在模型上部区域,因此聚合物溶液在模型上部流动性较强,改善驱替效果也较为明显。而模型下部为注采压差作用的次要区域,因此模型下部驱替程度低于上部区域驱替程度,剩余油在采油井端底部少量富集。

方案8剩余油分布见图4-d)。采用方案8时,相比水驱,采油井端模型顶部剩余油也得到了有效的驱替,纯聚合物区前缘较为接近“活塞式”驱替,这是因为注水井端全部射开时,纵向上注采压差分布相对方案6、7的注采压差要均匀,因此聚合物溶液纵向上的渗流速度差异较小,虽然相比方案5有效抑制了重力分异作用,但由于采油井仅上部射开,其生产能力受限,导致驱替结束后,仍有零散剩余油分布,特别是在采油井端中部和底部均有一定程度剩余油富集。

相比水驱开发方式,不同射孔组合方式实施聚驱均能有效扩大纵向波及体积,从而明显改善水驱开发效果,其中方案6聚驱结束后剩余油分布最少,驱替程度最高。

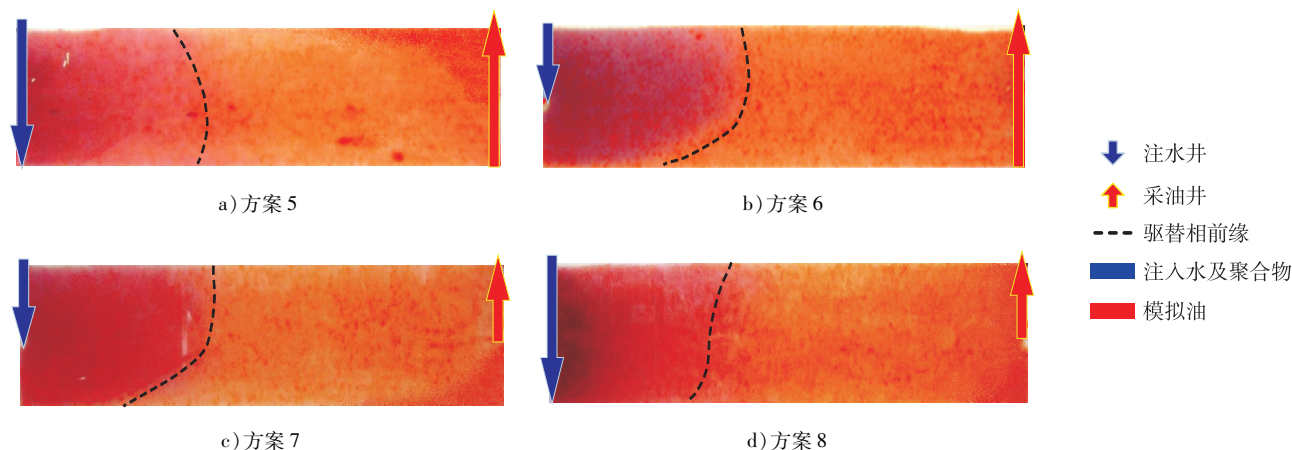


图4 不同射孔方式模型聚驱结束剩余油分布图

3.2.2 聚驱动态特征

聚驱条件下,采油速度与注入孔隙体积倍数关系见图5-a),通过在低含水期实施早期注聚,不同射孔组合方式模型的采油速度均开始回升。采用方案5时,相比于同期水驱,采油速度上升峰值为0.37 mL/min,提高了5.3倍,但采油速度峰值保持时间较短;采用方案6时,相比于同期水驱,采油速度上升峰值为0.39 mL/min,提高了6.5倍,且采油速度峰值保持时间最长;采用方案7时,相比于同期水驱,采油速度上升峰值为0.38 mL/min,提高了5.6倍,采油速度峰值保持时间较长;采用方案8时,相比于同期水驱,采油速度上升峰值为0.36 mL/min,提高了6.0倍,采油速度峰值保持时间较短。说明聚驱能够有效提

高开发前期的采油速度,其中方案6实施聚驱后提升采油速度效果最好。

实施聚驱后,采出程度与含水率关系见图5-b),水驱转为聚驱后,不同射孔组合方式模型均出现了较为明显的含水率下降漏斗。采用方案5时,相比注聚前含水率最大下降60.3%,最终采收率为69.7%,是水驱采收率的1.4倍;采用方案6时,相比注聚前含水率最大下降57.7%,最终采收率为73.8%,是水驱采收率的1.3倍;采用方案7时,相比注聚前含水率最大下降55.0%,最终采收率为71.3%,是水驱采收率的1.4倍;采用方案8时,相比注聚前含水率最大下降54.0%,最终采收率为70.5%,是水驱采收率的1.4倍。说明对于不同方案,聚

驱均能起到较好的降水增油效果,从控制含水上升效果看,方案 5 和方案 8 中注水井全部射开,其注聚见效前含水率均上升至 84.4 % 左右,即进入高含水期后注聚见效。而方案 6 和方案 7 中注水井上部射开,其注聚见效

前含水率均上升至 79.2 % 左右,即进入高水期前注聚见效。方案 6 聚驱采收率比其它方案提高 2.5 % ~ 4.1 %,驱替效果最好。

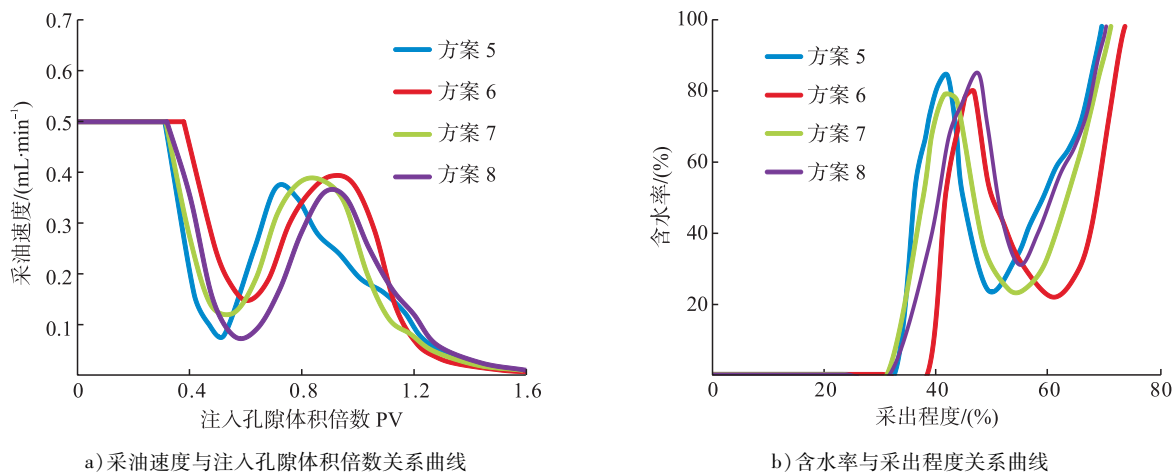


图 5 不同射孔组合方式聚驱开发动态对比

4 矿场应用实践

渤海 Z 油田投产初期采用天然能量开发。2004 年油田开始注水开发,为了抑制油田含水上升过快,于 2010 年实施了聚驱,整体上取得了较好的稳油控水效果。为进一步提高油田整体动用程度、扩大聚驱开发效果,逐步开展油田剩余油挖潜工作,在 2014 年至 2015 年期间针对油田注采井网不完善区域实施了调整井加密挖潜,对新增注水井和采油井均采取了储层全部射开的射孔方式,新增采油井的稳产期普遍在 4 ~ 5 个月左右。根据本次研究结果,2016 年于注聚区油藏边部剩余油富

集程度较高区域,再次部署了一口注水井 ZT 1 和一口采油井 ZT 2 用于射孔方式优化矿场试验,并采用了研究中优选的注水井上部射开、采油井全部射开的射孔组合方式,见图 6,其中注水井 ZT 1 注聚浓度为 1 200 mg /L,采油井 ZT 2 设计年采油速度 0.5 %。自 2016 年投产至 2018 年,ZT 2 井持续两年保持稳产并达到钻前产能设计,目前含水率仍低于 10 %,稳产期高于前两年实施调整井的平均水平,起到了提高挖潜区域采油速度的作用,建议进一步推广该方法,以提高油田的滚动扩边和持续挖潜效果。

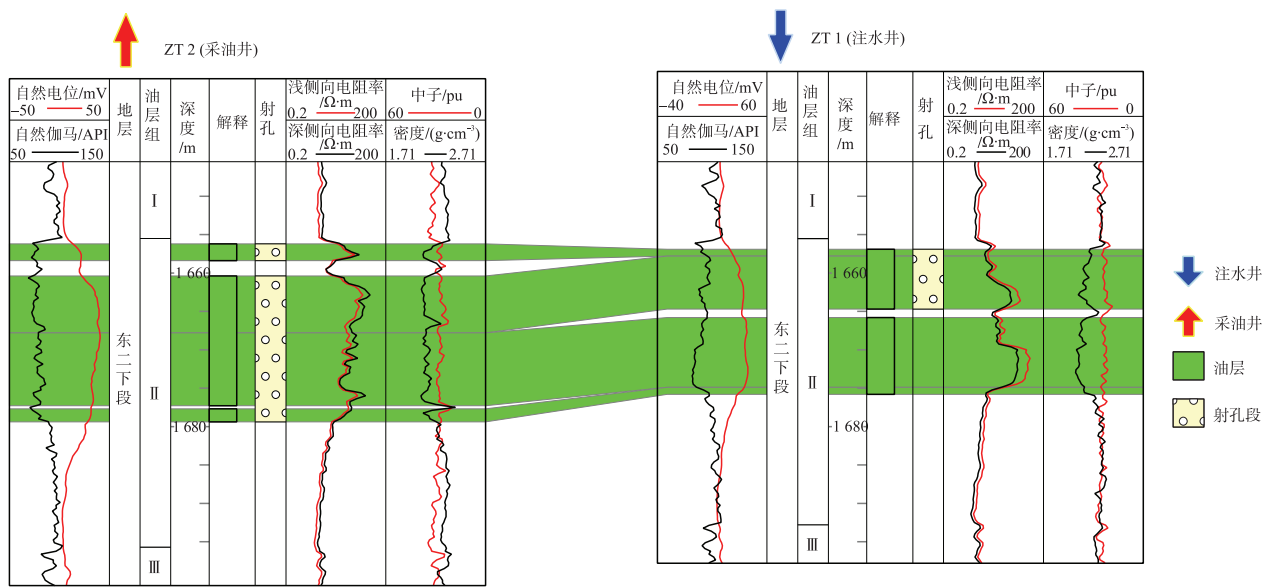


图 6 渤海 Z 油田调整井射孔组合方式示意图

5 结论

1) 以渤海 Z 油田油藏特征为参考, 根据相似原则, 设计人造三维物理模拟实验, 研究了不同射孔方式组合下水驱及聚驱剩余油分布情况及生产动态。

2) 相比于水驱开发方式, 不同射孔组合方式实施聚驱, 均能有效提高开发前期的采油速度和最终采收率, 从而提高海上油田前期开发效果。

3) 对于注水井上部射开、采油井全部射开的射孔组合方式, 其水驱和聚驱的稳产期均为最长, 采收率均为最高, 建议作为推荐射孔组合方式。

4) 将优选出的射孔组合方式应用到油田实际矿场试验中, 取得了较好的试验效果, 能够为优化油田开发生产及挖潜调整提供依据。

参考文献:

- [1] 张建兴, 林承焰, 张宪国, 等. 基于储层构型与油藏数值模拟的点坝储层剩余油分布研究[J]. 岩性油气藏, 2017, 29 (4): 146 - 153.
Zhang Jianxing, Lin Chengyan, Zhang Xianguo, et al. Remaining Oil Distribution of Point Bar Reservoir Based on Reservoir Architecture and Reservoir Numerical Simulation [J]. Lithologic Reservoirs, 2017, 29 (4): 146 - 153.
- [2] 沈黎阳, 毛立华, 王 坤, 等. 中渗油藏相控剩余油分布特征研究及应用[J]. 断块油气田, 2017, 24(1): 31 - 34.
Shen Liyang, Mao Lihua, Wang Kun, et al. Distribution of Remaining Oil Controlled by Facies in Medium Permeability Reservoir and Application [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2017, 24 (1): 31 - 34.
- [3] 王欣然, 李红英, 刘 斌, 等. 渤海 H 油田不同夹层模式下剩余油分布规律研究[J]. 天然气与石油, 2018, 36(4): 86 - 91.
Wang Xinran, Li Hongying, Liu Bin, et al. Research on Remaining Oil Distribution Pattern Under Different Intercalation of Bohai Oilfield H [J]. Natural Gas and Oil, 2018, 36 (4): 86 - 91.
- [4] 方 度, 贾 倩, 龚晶晶, 等. 基于扇三角洲储层单砂体的剩余油定量描述: 以南堡凹陷柳赞油田北区 Es₃³ 油藏为例[J]. 断块油气田, 2017, 24(4): 529 - 535.
Fang Du, Jia Qian, Gong Jingjing, et al. Quantitative Description of Remaining Oil Based on Single Sand Body in Fan Delta Reservoir Bed: Taking Es₃³ Reservoir in Northern Region of Liuzan Oilfield in Nanpu Sag for Example [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2017, 24 (4): 529 - 535.
- [5] 邱红兵. 曙光油田 13938 潜山油藏剩余油挖潜效果评价[J]. 岩性油气藏, 2010, 22(1): 129 - 133.
Qiu Hongbing. Evaluation of Residual Oil Potentiality Exploration of Buried Hill Reservoir in Shu 13938 of Shuguang Oilfield [J]. Lithologic Reservoirs, 2010, 22 (1): 129 - 133.
- [6] Wang Xinran, Liu Zongbin, Li Hongying, et al. Research of Surfactant-polymer Flooding Response Characteristic and Mobility Optimization of J Oilfield in Bohai Bay [J]. Advances in Petroleum Exploration and Development, 2018, 15 (1): 23 - 29.
- [7] 李红英, 王欣然, 陈善斌, 等. 层内夹层对海上聚合物驱油田剩余油分布影响[J]. 特种油气藏, 2018, 25(6): 135 - 140.
Li Hongying, Wang Xinran, Chen Shanbin, et al. Effect of Intra-Formational Bed on the Remaining Oil Distribution in Offshore Polymer-Flooding Reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25 (6): 135 - 140.
- [8] 胡亚斐, 吴峙颖, 李佳鸿, 等. 昆北油田优势通道成因及识别方法[J]. 特种油气藏, 2018, 25(3): 122 - 125.
Hu Yafei, Wu Shiyong, Li Jiahong, et al. Genesis and Identification of Dominant Channel in Kunbei Oilfield [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2018, 25 (3): 122 - 125.
- [9] 孙召勃, 李云鹏, 贾晓飞, 等. 基于驱替定量表征的高含水油田注水井分层配注量确定方法[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(2): 87 - 91.
Sun Zhaobo, Li Yunpeng, Jia Xiaofei, et al. A Method to Determine the Layered Injection Allocation Rates for Water Injection Wells in High Water Cut Oilfield Based on Displacement Quantitative Characterization [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46 (2): 87 - 91.
- [10] 文 鑫, 戴 宗, 王 华, 等. 海相砂岩油藏长期水驱后储层物性变化规律[J]. 特种油气藏, 2017, 24(1): 157 - 161.
Wen Xin, Dai Zong, Wang Hua, et al. Physical Properties of Marine Sandstone Reservoir After Long-Term Waterflooding [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2017, 24 (1): 157 - 161.
- [11] 王欣然, 刘宗宾, 李红英, 等. J 油田吸附滞留和不可及孔隙体积实验研究[J]. 石油化工高等学校学报, 2019, 32 (1): 30 - 34.
Wang Xinran, Liu Zongbin, Li Hongying, et al. Experiment Study on Adsorption Retention Pore Volume and Inaccessible Pore Volume of J Oilfield [J]. Journal of Petrochemical Universities, 2019, 32 (1): 30 - 34.
- [12] Li Hongying, Wang Xinran, Liu Zongbin, et al. Experimental Study and Field Application of Surfactant-Polymer Flooding in Offshore Oilfield [J]. Journal of Petroleum and Gas Engineering, 2018, 9 (4): 32 - 40.

- [13] 李红英,王欣然,宋洪亮,等.海上油田聚驱后聚表二元驱实验研究及应用[J].复杂油气藏,2018,11(2):74-78.
Li Hongying, Wang Xinran, Song Hongliang, et al. Experiment Research and Application of Polymer-Surfactant Flooding After Polymer Flooding in Offshore Oilfield [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2018, 11 (2): 74-78.
- [14] 山金成,刘义刚,卢祥国.聚合物驱在渤海旅大 10-1 油田的应用[J].海洋石油,2009,29(1):47-53.
Shan Jincheng, Liu Yigang, Lu Xiangguo. The Application of Polymer Flooding in LD 10-1 Offshore Oilfield [J]. Offshore Oil, 2009, 29 (1): 47-53.
- [15] 李桂娟,陈德宫,朱洪刚,等.复合射孔技术在扶余油田高含水开发后期的应用[J].中外能源,2013,18(7):46-49.
Li Guijuan, Chen Degong, Zhu Honggang, et al. Application of Composite Perforation at Later Development Stage of High Water Cut in Fuyu Oilfield [J]. Sino-Global Energy, 2013, 18 (7): 46-49.
- [16] 赵敏娇,潘国华.高含水后期厚油层水平井射孔层段优选设计[J].大庆石油地质与开发,2006,25(3):60-61.
Zhao Minjiao, Pan Guohua. Design to Thick Oil Layers at Later Stage of High Water Cut Development [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2006, 25 (3): 60-61.
- [17] 何芬,李涛,苏彦春,等.海上油田射孔方案优化研究及应用效果[J].科学技术与工程,2014,14(27):198-201.
He Fen, Li Tao, Su Yanchun, et al. Offshore Oilfield Perforation Scheme Optimization Research and Application [J]. Science Technology and Engineering, 2014, 14 (27): 198-201.
- [18] 张会英.北三东三次加密调整优化射孔方法研究[J].大庆石油地质与开发,2006,25(增刊):15-16.
Zhang Huiying. Optimized Perforation Method for the Tertiary Infill Drilling Modification of Block Beisandong [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2006, 25 (Suppl): 15-16.
- [19] 曾春珉,韦龙贵,黄亮,等.超长跨距多点起爆负压射孔技术在海上油田的应用[J].石油钻采工艺,2016,38(2):181-185.
Zeng Chunmin, Wei Longgui, Huang Liang, et al. Application of Negative-Pressure Perforation Technique with Multiple Igniters over Super-Long Span in Offshore Oilfields [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2016, 38 (2): 181-185.
- [20] 郭洋,杨胜来,王欣然.煤层气井射孔参数对产能的影响[J].油气井测试,2012,21(1):13-15.
Guo Yang, Yang Shenglai, Wang Xinran. Influence on Production of Perforation Parameters in Coalbed Methane Well [J]. Well Testing, 2012, 21 (1): 13-15.
- [21] 姜晓燕,刘方玉,范德豹,等.射孔优化设计在油田中的应用[J].大庆石油地质与开发,2002,21(4):41-43.
Jiang Xiaoyan, Liu Fangyu, Fan Debao, et al. The Application of the Perforation Optimization Design in Oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2002, 21 (4): 41-43.
- [22] 殷代印,周轩.应用分步射孔改善油层动用不均匀现象研究[J].石油化工高等学校学报,2016,29(1):41-45.
Yin Daiyin, Zhou Xuan. Improvement of Inhomogeneous Producing Degree for Polymer Flooding Layers Applying Step Perforation [J]. Journal of Petrochemical Universities, 2016, 29 (1): 41-45.
- [23] 王中,囊莹.射孔完井合理射开程度的数值模拟研究[J].微电子学与计算机,2008,25(1):141-143.
Wang Zhong, Cuan Ying. Numerical Simulation Analysis on Reasonable Perforation Degree in Perforated Completion Technique [J]. Microelectronics & Computer, 2008, 25 (1): 141-143.
- [24] 文健,昌峰,王庆勇,等.平湖油气田油藏射孔方案优化研究[J].石油勘探与开发,2000,27(3):70-71.
Wen Jian, Cang Feng, Wang Qingyong, et al. The Optimization of Perforation Plan for Reservoirs in Pinghu Oil and Gas Field [J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27 (3): 70-71.
- [25] 刘庆红,王金影,丁辉,等.模拟射孔技术在三次加密调整方案中的应用[J].大庆石油地质与开发,2003,22(4):29-31.
Liu Qinghong, Wang Jinying, Ding Hui, et al. Application of Simulated Perforation Method on Tertiary Infilling Adjustment Plan [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2003, 22 (4): 29-31.
- [26] 赵金洲,陈曦宇,李勇明,等.水平井分段多簇压裂模拟分析及射孔优化[J].石油勘探与开发,2017,44(1):117-124.
Zhao Jinzhou, Chen Xiyu, Li Yongming, et al. Numerical Simulation of Multi-Stage Fracturing and Optimization of Perforation in a Horizontal Well [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44 (1): 117-124.
- [27] 陶亮,艾晓莉.复合射孔数值模拟的准确性验证及其应用展望[J].测井技术,2007,31(1):45-49.
Tao Liang, Ai Xiaoli. The Accuracy Verification on Numerical Simulation of Perforation and Its Applying Prospect [J]. Well Logging Technology, 2007, 31 (1): 45-49.
- [28] 翟云芳.渗流力学[M].3版.北京:石油工业出版社,2009:56-57.
Zhai Yunfang. Percolation Mechanics [M]. 3rd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 56-57.